

карты потенциметрической поверхности, был задан разный гидравлический напор по бортам залежи с разницей в 20 атм. и множителем порового объема 10 млн. Модель была поставлена на расчет продолжительностью 5 тыс. лет (рис. 2).

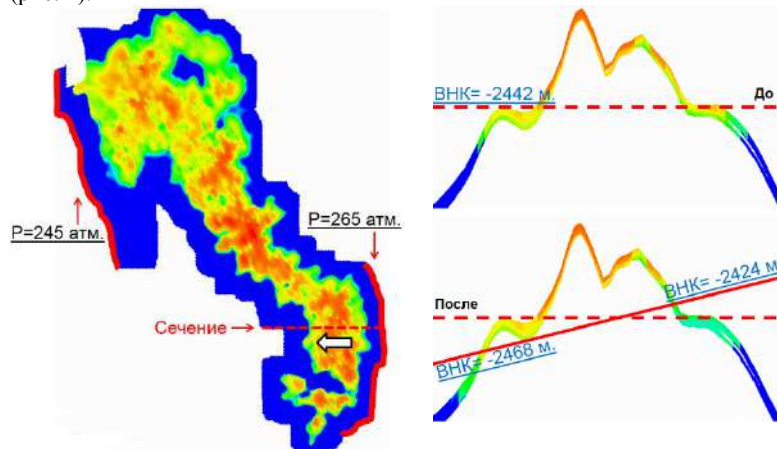


Рис. 2. Куб нефтенасыщенности с гидравлическим напором (слева) и его сечение (справа)

На рисунке 2 видны области, где задан гидравлический напор, и сечение до симуляции и после. После расчета горизонтальный уровень ВНК становится наклонным и имеет отметки -2468 м и -2424 м по бортам, что свидетельствует о прямой зависимости между гидравлическим напором и наклоном, а также численно подтверждает гипотезу о природе происхождения наклонных ВНК. Проанализировав динамику смещения, было выявлено, что полученный ВНК является псевдоустановившимся, так как его движение не прекращается по окончании расчета, и процесс формирования залежи не закончен, что численно подтверждает

утверждение А.Ю. Хромовских в его публикации касательно природы наклонных ВНК [4].

Гидродинамическая модель, построенная с целью обосновать перепады ВНК на месторождениях Каймысовского свода, позволила идентифицировать наклонный ВНК и его механизм возникновения. Причиной наклона стал гидравлический напор воды, возникающий из-за региональных течений, а не фильтрационно-ёмкостные свойства породы. Описанный в настоящей работе подход следует использовать во время представления на защиту геологических запасов в государственных органах, наряду с другими подходами, позволяющими выявить природу наклонного ВНК.

#### Литература

1. Дальберг Э.Ч. Использование данных гидродинамики при поисках нефти и газа / Пер. с англ. Е.В. Кучерука. – М.: Недра, 1985. – 149 с.
2. Закиров С.Н. Нестационарные смещения газовой залежи в потоке пластовых вод // ДАН СССР, 1987. – Т. 292. № 2. – С. 426 – 429.
3. Амикс Дж. Физика нефтяного пласта. – М: Гостоптехиздат, 1962. – 569 с.
4. Хромовских А.Ю. Природа наклонных водонефтяных контактов верхнеюрских нефтяных залежей Каймысовского свода // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 130 – 133.

### ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ АРЧИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.С. Уразова, Н.М. Недоливко

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Арчинское нефтегазоконденсатное месторождение, открытое в 1985 году, административно расположено в Парабельском районе Томской области, согласно принятому нефтегазогеологическому районированию оно входит в состав Казанского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В тектоническом плане Арчинская структура располагается в юго-восточной части Нюрольской впадины, в зоне сочленения с Лавровским наклонным валом и представляет брахисинклиналь северо-восточного простирания [4].

Основная продуктивность месторождения (81 % запасов) связана пластом  $M_1$ , стратиграфически приуроченная к карбонатным отложениям герасимовской свиты девонского возраста (эйфельский-живетский ярусы –  $D_{2ef-g}$ ). Продуктивность находящихся в непосредственной близости от Арчинского Урманского, Нижне-Табганского, Южно-Табганского, Южно-Тамбаевского, Тамбаевского, Калинового, Северо-Калинового и Северо-Останинского месторождений также так или иначе связана с карбонатными отложениями доюрского фундамента [3]. На Арчинском месторождении фундамент вскрыт на глубину 67–232 м.

Арчинское месторождение по запасам нефти и газа мелкое. Нефтегазоконденсатная залежь пласта  $M_1$  приурочена к эрозионно-тектоническому выступу палеозойского фундамента, она массивного типа, тектонически экранированная. Максимальная вскрытая общая нефтегазонасыщенная толщина палеозойских отложений составляет 109,9 м (скв. 41): газонасыщенная часть – около 49 м, нефтенасыщенная – 61 м; минимальная – 12,6 м (скв. 46).

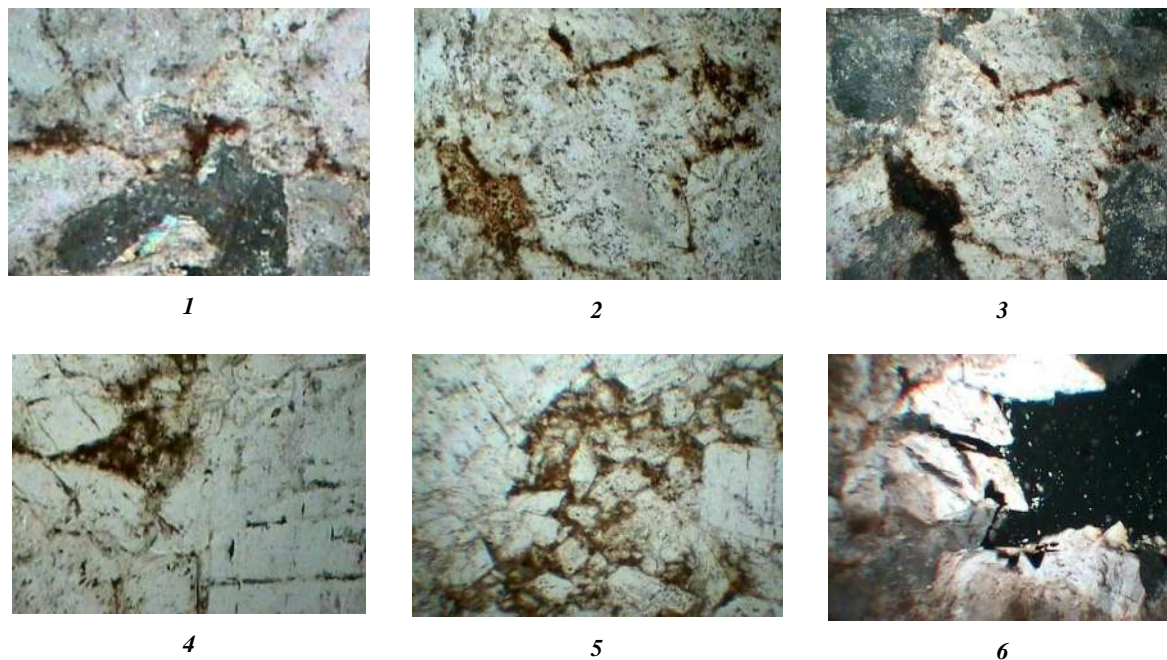
Палеозойские карбонатные породы Арчинской площади являются частью пояса развития органогенных (рифовых) построек и восточным продолжением Чижапской карбонатной банки [2]. Они залегают с углом наклона до 50°

#### СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА.

и литологически представлены известняками органогенно-детритовыми, амфиפורовыми, строматопоровыми, биокластическими, массивными и слоистыми. В палеогеографическом смысле – это прибрежно- и мелководно-морские отложения, сформированные в подвижной гидродинамической среде тропических и субтропических морей девона.

Известняки серого, светло-серого, кремового цвета, органогенно-детритовые с остатками макро- и микрофауны (мшанки, брахиоподы, остракоды и др.), водорослевые, амфиפורовые, мелкокомковатые, скрыто- и мелкокристаллические, участками прекристаллизованные до среднезернистых, практически чистые, реже глинистые, участками доломитизированные. Общая карбонатность составляет 95–100%, в глинистых разностях – от 61,2 до 95%.

Вмещающие залежи нефти и газа карбонатные породы на Арчинском месторождении характеризуются сложным типом коллектора – порово-трещинно-каверновым (рис.). Пористость по ГИС достигает 9,4–29%, проницаемость – от 0,24 до 8,4·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Коллекторами являются тектонически и матасоматически измененные известняки: перекристаллизованные, трещиноватые, растворенные, кавернозные, доломитизированные.



**Рис. Типы вторичных пустот и характер распространения нефти в карбонатных коллекторах Арчинского месторождения: 1 – поры и нефть в подновленных растворением стилолитах (2 николь); 2 и 3 – нефть в интерстициальных порах (1 и 2 николь); 4 – нефть в микропорах по трещинам спайности в кальците (1 николь); 5 – нефть в порах растворения в участках доломитизации (1 николь); 6 – каверна с кристаллами доломита и примазками битума (2 николь)**

Поры в известняках представлены биопустотами (амфиפורовые известняки) и межкристаллитными порами в участках раскристаллизации кальцита. Чаще всего они являются вторичными и образуются при растворении породы по плоскостям наложения, микростилолитовым швам, интерстициальным промежуткам и трещинам спайности в кальците, а также возникают в участках доломитизации при замещении кальцита доломитом.

Трещины в известняках имеют катагенетическое и тектоническое происхождение. Катагенетические трещины представлены бугорчатыми и сутуровидными стилолитовыми швами, ориентированными по наложению породы и заполненными глинисто-органическим материалом; тектонические трещины образуют системы из субпараллельных и пересекающихся разнотектонических трещин, заполненных белым кальцитом. В непроницаемых разностях известняков трещинное пространство полностью залечено кальцитом. В коллекторах трещины зачастую минерализованы не полностью и содержат свободные от минерализации пустоты, иногда с примазками нефти.

Каверны, как правило, распределены неравномерно и имеют размеры от 1 мм до 10–15 мм. Форма каверн неправильно-округлая, стенки извилистые, иногда инкрустированы кристаллами доломита, к которым приурочены примазки битума.

Формирование пустотного пространства в известняках пласта М<sub>1</sub> можно представить в виде следующей схемы. Биопустоты являясь внутренними полостями скелетов амфиפור, образовались еще в процессе их жизнедеятельности. При диагенетических и катагенетических изменениях (минерализация, уплотнение и перекристаллизация) они, имея жесткий скелет, практически не изменили своих размеров и конфигурации и не заполнились вторичными минералами.

С уплотнением в катагенезе связано образование послойно ориентированных стилолитовых швов. В момент тектонической активизации породы были разбиты системами параллельных и пересекающихся трещин, вдоль которых и по ранее образованным стилолитам устремился тепловой поток, вызвавший перекристаллизацию кальцита.

В то же время трещины являлись проводниками мигрирующих термальных кислых высокомагнезиальных растворов и нефтяных флюидов. Агрессивные по отношению к известнякам растворы, проникая по поверхностям наложения, трещинам катагенетического уплотнения, интерстициальным промежуткам между укрупненными при перекристаллизации зернами кальцита и трещинам спайности внутри них, избирательно растворяли известняки и подновляли ранее образованные в них пустоты. Растворение кальцита сопровождалось доломитизацией, а по мере пресыщения растворов кальцием и заживанием трещин кальцитом.

По всей видимости, доломитизация и поступление нефти в коллектор совпадали по времени, так как участки доломитизации и нефтенасыщения пространственно совпадают, а в зернах доломита отмечаются примазки нефти, «захваченной» при кристаллизации.

Согласно Н.К. Каюрову и др. [1] в верхней части разреза преобладают коллекторы трещинного типа, вниз по разрезу они сменяются каверново-трещинными коллекторами, которые постепенно вытесняются трещинно-каверновыми.

#### Литература

1. Каюров Н.К., Глинских В.Н., Сухорукова К.В. Характеристика сложнопостроенных палеозойских коллекторов Арчинского месторождения (Томская область) по данным ГИС // ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ, 2016. – Т 2. – №2. – С. 202 – 206.
2. Ковешников А.Е., Недоливко Н.М. Вторично-катагенетические преобразования доюрских пород Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия ТПУ, 2012. – №1 –Т. 320. – С. 82 – 86.
3. Конторович В.А., Конторович А.Э. Геологическое строение докембрийско-палеозойских платформенных отложений в юго-восточных районах Западной Сибири // Отечественная геология, 2006. – №6. – С. 62 –70.
4. Особенности геологического строения и разработки Арчинского месторождения / Е.Н. Главнова, Е.А. Жуковская, Д.Н. Дмитрук, М.А. Буторина, В.В. Жуков, К.В. Стрижнев // Нефтяное хозяйство, 2014. – №2. – С. 110 – 113.

### ГЕОЛОГИЯ И ЛИТОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПАРФЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА КОВЫКТИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ, ИРКУТСКАЯ ОБЛАСТЬ)

М.В. Федоров

Научный руководитель доцент П.А. Тишин

*Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия*

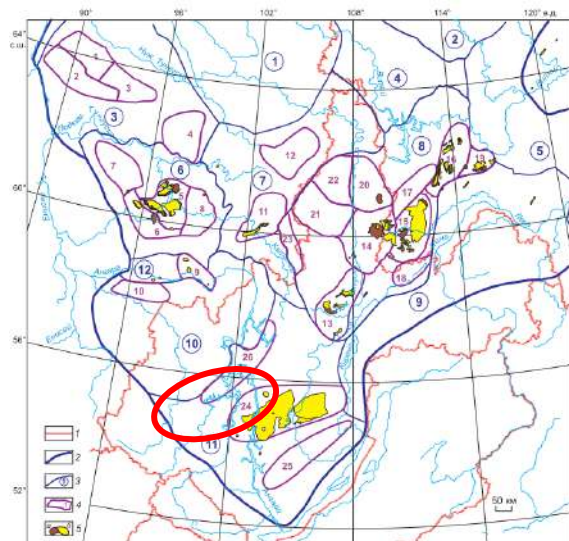
Ангаро-Ковыктинская установленная зона нефтегазоаккумуляции выделяется в центральной части Ангаро-Ленской НГО (рис.), которая охватывает всю территорию Ангаро-Ленской ступени и юго-западную оконечность Непско-Ботуобинской антеклизы. Здесь открыто и разведано уникальное по запасам газа Ковыктинское месторождение с залежью в парфеновском песчаниковом горизонте венда. В непосредственной близости от него выявлены Чиканское и Ангаро-Ленское газоконденсатные месторождения. Чиканское месторождение крупное. Основные продуктивные горизонты – парфеновский и боханский.

Газоконденсатные залежи приурочены к неантиклинальным литологически ограниченными ловушкам на структурных террасах и мысах. Ковыктинское месторождение приурочено к одноименному структурному выступу, но его замыкание на востоке по данным бурения Хандинских скважин по парфеновскому горизонту еще не установлено [1].

В разрезе осадочного чехла выделяется три нефтегазоносных комплекса: рифейский карбонатный, вендский терригенный и нижнекембрийский карбонатный. Они вмещают 12 продуктивных горизонтов мощностью от 10 до 100 м. Главным продуктивным горизонтом, к которому приурочены основные залежи углеводородов, является парфеновский горизонт венда [4].

В пределах центральных районов Ангаро-Ленской ступени вендские терригенные отложения представлены чорской свитой, в которой выделен ряд песчаных горизонтов. Данный комплекс отложений характеризуется существенными различиями фациальных особенностей формирования продуктивных горизонтов, в связи с этим он требует более детального изучения литологии и фациальной изменчивости [2].

Парфеновский горизонт сложен кварцевыми, полевошпат-кварцевыми и полимиктовыми песчаниками, мелко-среднезернистыми до разномеристыми, послойно гравелитовых с редкими прослоями гравелитов, алевролитов и аргиллитов. Его мощность в центральных районах Ангаро-Ленской ступени меняется от 20 до 70 м,



*Рис. Карта зон нефтегазоаккумуляции в южной части Лено-Тунгусской провинции; красным выделена Ангаро-Ковыктинская нефтегазоносная зона [1]*